



## EFEITO DO SOMBREAMENTO EM CÉLULAS DE UMA ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.

G. A. Rampinelli, A. Krenzinger.

Laboratório de Energia Solar – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rua Sarmento Leite, 425 – Porto Alegre, RS, Brasil.

Tel. (51)33166841 – Fax 33166841 e-mail: giulianorampinelli@gmail.com

**RESUMO:** Este trabalho apresenta uma análise do efeito de sombreamento de células em uma associação de módulos fotovoltaicos em um dos subsistemas de uma instalação fotovoltaica de 4800 W<sub>p</sub> conectada à rede de distribuição de energia elétrica. A instalação é dividida em três subsistemas onde cada um possui 16 módulos de 100 W<sub>p</sub> com células de silício monocristalino e inversores de 1000 W na saída. A análise se restringe ao efeito produzido no subsistema 1 quando células são sombreadas. Foram escolhidos diferentes dias sob condições variadas de sombreamento. São apresentados o método e a análise dos resultados obtidos. Verificou-se que os módulos sombreados artificialmente apresentam valores inferiores de tensão em relação aos módulos que não foram sombreados conforme o número de células sombreadas e principalmente como estão conectados os diodos de *bypass*. A corrente do painel sombreado também é afetada e conseqüentemente a potência do subsistema.

**Palavras chaves:** energia solar, sistema fotovoltaico conectado à rede, conversão fotovoltaica, módulo fotovoltaico.

### INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos interligados à rede são instalados de forma que, toda a energia solar convertida em energia elétrica em corrente alternada seja entregue à rede elétrica da concessionária. Em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico tem-se um problema de perdas por associação, conhecido como *mismatch loss*, efeito estudado por diversos autores (González, 1986; Chamberlin et al, 1995). Esse efeito corresponde à diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e possíveis sombreamentos. A possibilidade de degradação dos módulos que compõem a instalação pode aumentar significativamente, dependendo do tipo de ligações existentes, com o sombreamento de apenas uma célula de um módulo, fazendo com que a corrente do sistema diminua e conseqüentemente a potência do mesmo. Em casos extremos, toda a potência gerada pelo sistema pode ser perdida pelo simples fato de se ter uma célula sombreada ou com defeito. Dessa forma é importante garantir o máximo aproveitamento possível da energia solar disponível evitando esse sombreamento de células de módulos que compõem a instalação. O sombreamento de células pode ser ocasionado por diversos fatores, como sujeira acumulada ao longo do tempo, folhas que caíam sobre os módulos, árvores, prédios ou estruturas próximas à instalação que proporcione sombra durante um período do dia e principalmente no amanhecer e entardecer. Para evitar danos ao sistema em decorrência dessas situações, são instalados dispositivos de proteção.

### FUNDAMENTAÇÃO

Para construir sistemas fotovoltaicos com potências elevadas, faz-se necessário associar módulos em série e paralelo com o objetivo de obter valores de tensão e corrente apropriados para a aplicação que se deseja. As diferenças entre as características elétricas dos módulos e possíveis sombreamentos de células podem ocasionar perdas na geração de energia elétrica, ou mesmo danos ao sistema. Para evitar problemas oriundos dessas situações indesejadas, mas que ocorrem ao longo da vida útil do sistema, deve-se acrescentar dispositivos de proteção, geralmente diodos, que são colocados em pontos estratégicos da instalação (Heckteuer, 2001).

Os módulos fotovoltaicos, geralmente, são formados por um determinado número de células associadas em série. Uma célula que estiver sombreada pode funcionar como carga para as demais células ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre ela e, por conseqüência, provocando um aquecimento que pode causar danos à célula. Esse fenômeno é conhecido como *hot-spot heating* (pontos quentes) e é abordado por diversos autores (Bhattacharya et al, 1991; Schmid et al, 1998). Para evitar essa situação são conectados em anti paralelo com as células um diodo conhecido como diodo de *bypass*. Quando a célula não tem problema de identidade em relação às demais e não estiver sombreada, o diodo *bypass* encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente elétrica. No entanto, quando uma célula estiver sombreada, o mesmo encontra-se diretamente polarizado e, portanto, permitindo que por ele circule corrente. Neste caso, a célula sombreada não gera energia elétrica, mas também não se comporta como carga para as demais células. Na prática, os diodos de *bypass* não estão conectados em anti paralelo com cada célula associada, mas sim com grupos de células. Sistemas fotovoltaicos constituídos por painéis (formado por N módulos associados em série) ligados em paralelo podem ser protegidos contra correntes reversas de outros painéis através de diodos de bloqueio conectados em série em cada um dos painéis. Essa corrente reversa é causada pela diferença de tensão entre os painéis devido às situações indesejadas citadas

anteriormente. O painel que apresenta uma menor tensão pode se comportar como carga para os demais painéis. Desta forma, parte ou toda corrente gerada pelos painéis que apresentam maior tensão fluirá pelo painel de menor tensão, ocasionando um aquecimento neste último e perda de potência do sistema. O uso de diodos de bloqueio ligados em série com os módulos de cada painel evita o aparecimento de correntes reversas. Em sistemas fotovoltaicos que apresentam associações de módulos em série e paralelo, a proteção dos geradores é conseguida utilizando-se, simultaneamente, diodos de *bypass* e bloqueio.

Os módulos do sistema fotovoltaico em estudo são compostos por 72 células, ligadas em série, de silício monocristalino de  $100W_p$  e tensão nominal de 24V. Cada módulo apresenta 3 diodos de *bypass* não entrelaçados, onde cada um está ligado em anti paralelo com 24 células. Há um diodo de bloqueio por painel. A tensão reversa de funcionamento do módulo está limitada em aproximadamente 2,1V, impedindo que as células individualmente dissipem uma grande quantidade de potência. A figura 1a mostra como devem ser instalados os diodos de proteção e de *bypass* em um arranjo composto por módulos associados, em série e em paralelo. A figura 1b mostra o circuito elétrico e um módulo que compõe a instalação fotovoltaica em estudo.

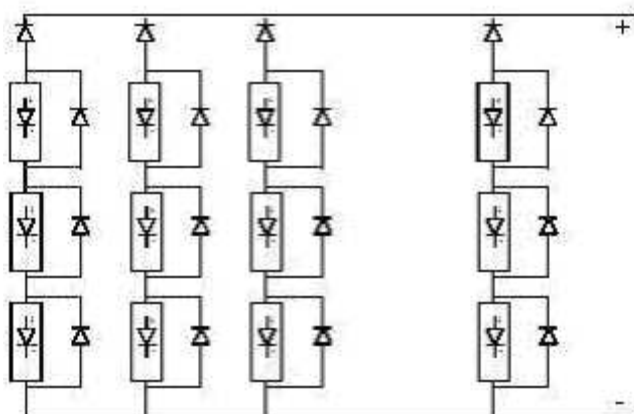


Figura 1a: Diodos de *bypass* e de bloqueio em uma associação de módulos fotovoltaicos.

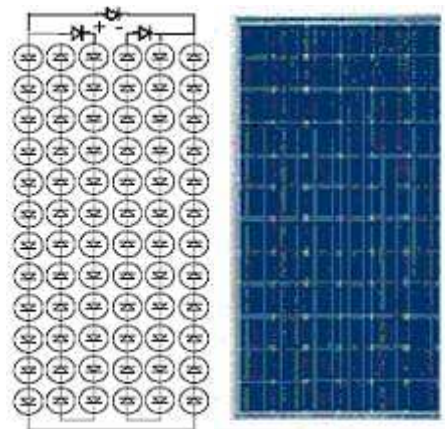


Figura 1b: Circuito elétrico e módulo que compõe a instalação fotovoltaica.

## INSTALAÇÃO

No Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) foi montado um sistema fotovoltaico conectado à rede. A instalação é composta de três subsistemas independentes (leste, centro e oeste) formados por 16 módulos de células de silício monocristalino de  $100W_p$  na condição padrão ( $1000W/m^2$  e  $25^\circ C$ ), e tensão nominal de 24V. Cada módulo foi ensaiado e caracterizado individualmente pela equipe do laboratório. Cada subsistema está conectado na entrada de um inversor monofásico com potências nominal e máxima AC, de respectivamente, 1000 W e 1100 W. A potência máxima DC de entrada do inversor é da ordem de 1200 W e em condições de operação a potência de cada módulo é inferior a 100 W. Em sistemas fotovoltaicos recomenda-se que a potência instalada seja superior à potência do inversor. As saídas dos inversores foram conectadas em triângulo, de forma a distribuir simetricamente entre as três fases a energia entregue a rede elétrica. A instalação fotovoltaica está sendo acompanhada ao longo do tempo mediante um sistema de aquisição de dados via computador (Dias, 2006). A figura 2 destaca a instalação fotovoltaica em estudo no laboratório.



Figura 2: Prédio do Laboratório de Energia Solar da UFRGS

Os módulos do sistema fotovoltaico, antes da sua instalação, foram ensaiados individualmente, o que possibilitou uma rigorosa classificação. O processo de testes foi dividido em duas fases. Primeiramente foram medidas uma série de curvas características de dois módulos montados em uma bancada com temperatura controlada. Em seguida todos os módulos foram

ensaiados em condições naturais, com irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  e com as temperaturas de módulos estabilizadas nas condições de operação (Hecktheuer et al., 2002). Esse procedimento permitiu a determinação das curvas características de todos os módulos da instalação, e consequentemente parâmetros como tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão de máxima potência e corrente de máxima potência. Todas as curvas medidas foram transladadas às condições de irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura de célula de  $55^\circ\text{C}$ . Os módulos que apresentaram corrente no ponto de máxima potência semelhante foram interligados em série formando seis painéis de oito módulos. Os painéis que apresentaram tensão de máxima potência semelhante foram conectados em paralelo formando os três subsistemas da instalação fotovoltaica. Cada subsistema é conectado a um inversor monofásico que é responsável por converter a corrente contínua produzida pelos módulos em corrente alternada. As conexões entre os painéis são efetuadas em um quadro de distribuição, onde também estão instalados os disjuntores, resistores *shunts* e etc. Cada módulo teve um cabo blindado  $2 \times 22 \text{ AWG}$  conectado diretamente a seus terminais para trazer a informação de sua tensão individual. A corrente elétrica em cada painel é determinada a partir da diferença de potencial sobre um resistor *shunt*. Os sinais de tensão e corrente são monitorados por um sistema de aquisição de dados via computador. Além de medir a tensão e a corrente entregue pelo sistema fotovoltaico (corrente contínua) e a tensão e corrente entregue pelos inversores à rede (corrente alternada), a energia inserida na rede é medida de forma acumulada por um watt-horímetro instalado entre a saída dos inversores e o centro de distribuição do laboratório. Um outro watt-horímetro mede o consumo de energia do laboratório (Krenzinger et al., 2004). A Figura 3 mostra uma ilustração do subsistema com localização leste, da instalação fotovoltaica. Em destaque os dois painéis, superior e inferior, de oito módulos interligados em série e conectados dois a dois em paralelo.

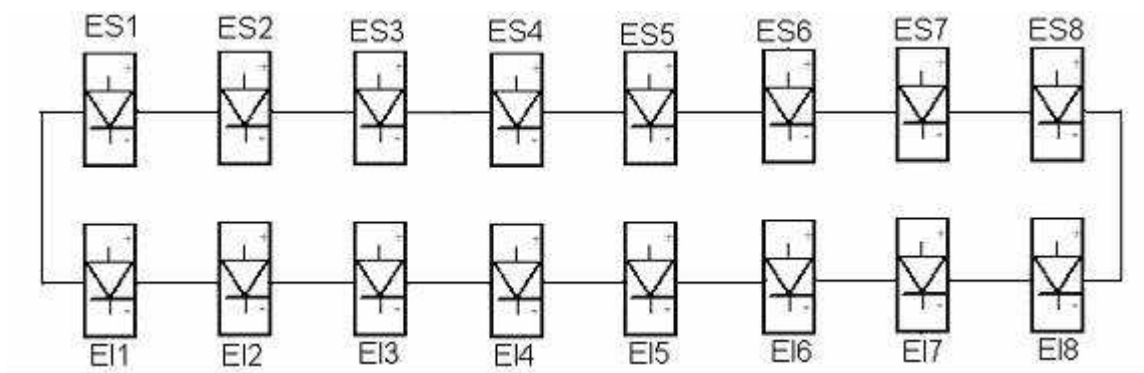


Figura 3: Ilustração do subsistema leste da instalação fotovoltaica.

## MÉTODO

O principal componente do sistema de aquisição de dados é uma unidade *Agilent 34970 A*. Este dispositivo possui um multímetro interno e se comunica com o computador através da porta serial. Esta unidade possui três diferentes resoluções ( $4\frac{1}{2}$ ,  $5\frac{1}{2}$  e  $6\frac{1}{2}$  dígitos). O presente trabalho se destina ao monitoramento do subsistema 1, formado por dois painéis de oito módulos ligados em série cada e que estão associados em paralelo. Um painel fotovoltaico encontra-se na parte superior (ES) e o segundo painel situa-se na parte inferior (EI) da cobertura do prédio. O sistema registra as tensões individuais de cada módulo, as correntes elétricas de cada painel, as irradiâncias medidas em duas células, superior e inferior, no plano gerador, que forma um ângulo de  $30^\circ$  com o plano horizontal, a temperatura ambiente e a temperatura dos módulos do sistema.

Durante uma análise preliminar das tensões do subsistema foi verificado que o módulo ES2 do painel superior apresentava uma tensão de operação inferior em relação aos demais módulos (Rampinelli et al, 2006). Na sequência identificou-se que o módulo apresentava sujeira, a qual proporcionava um sombreamento natural prejudicando o desempenho do mesmo. A partir de uma nova coleta de dados, com o módulo novamente limpo, o mesmo passou a ter um desempenho similar aos demais. Este foi um exemplo típico de como o sombreamento pode interferir no desempenho de um módulo, na potência e geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico.

Para a análise do efeito do sombreamento de células sobre o subsistema foram sombreadas, uma célula do módulo ES1, duas células do módulo ES2 e três células do módulo ES3. As células foram sombreadas de forma que não houvesse nenhuma irradiância incidente sobre elas. Entre os dados obtidos pelo sistema de aquisição foram escolhidos, dois dias diferentes, um ensolarado e outro nublado. Na sequência o sombreamento sobre as células foi removido e uma nova coleta de dados foi realizada, sendo novamente escolhidos, dois dias similares aos anteriores. Além do sombreamento artificial, objetiva-se verificar a influência do sombreamento natural no amanhecer e entardecer, produzido pelas árvores localizadas próxima à instalação. A coleta de dados ocorreu nos meses de julho e agosto, portanto durante o inverno.

## SISTEMA FOTOVOLTAICO COM SOMBREAMENTO

A figura 4 mostra a irradiância no plano gerador ao longo de um dia ensolarado, a temperatura ambiente e a temperatura de um módulo ao longo deste dia. Verifica-se que durante as primeiras horas do dia, aproximadamente entre 0h e 7h, enquanto a irradiância é nula, o módulo fotovoltaico encontra-se em uma temperatura inferior à temperatura ambiente. A temperatura ambiente é medida a partir da temperatura do ar que está trocando radiação térmica com todos os corpos da sua proximidade

enquanto o módulo também está trocando radiação com o céu, que está a uma temperatura menor. A partir das 7h a temperatura do módulo passa a ser maior que a temperatura ambiente. No final do dia, aproximadamente 18h, quando não há mais irradiância, a temperatura do módulo volta a ser menor que a temperatura ambiente devido à mesma razão discutida anteriormente.

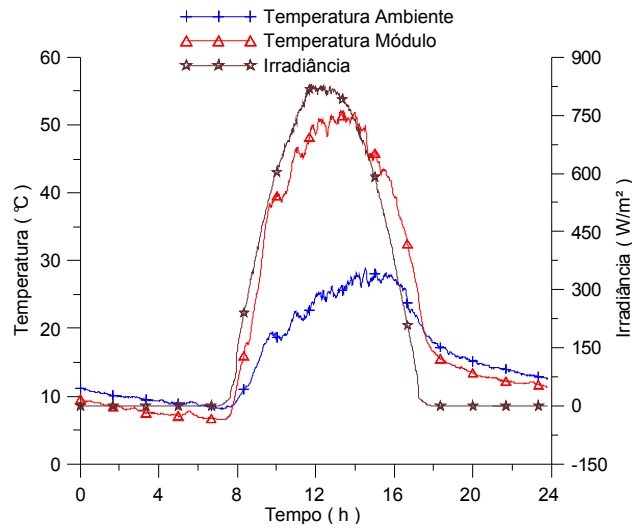


Figura 4: Comportamento da temperatura ambiente, temperatura do módulo e irradiância ao longo de um dia ensolarado.

Durante a noite, o inversor está desligado e os módulos encontram-se em circuito aberto. Quando a tensão do subsistema atinge aproximadamente 140V em corrente contínua o inversor entra em funcionamento e a tensão diminui. Isto explica o pico de tensão dos módulos, superior e inferior, por volta de 7,4h, nas figuras 5a e 5b. Em torno de 8h, com irradiância mais alta e sem sombreamento natural, os módulos atingem tensões de 40V, em circuito aberto, porque o inversor encontra-se no limiar de funcionamento. Nesse momento o inversor conecta-se à rede e a tensão diminui novamente para valores de operação do seguidor de máxima potência do mesmo. A figura 5a ilustra o comportamento da tensão de cada módulo do painel superior (ES), entre 7h e 8h. Verifica-se que a tensão dos módulos ES1, ES2, ES3, ES4 e ES8 é maior que a dos módulos ES5, ES6 e ES7, entre 7,2h e 7,8h, devido o sombreamento natural. A figura 5b mostra o comportamento da tensão de cada módulo do painel inferior (EI), entre 7h e 8h. Percebe-se que as tensões dos módulos apresentam o mesmo padrão, mas novamente, entre 7,2h e 7,8h, alguns módulos apresentam valores maiores de tensão. A explicação está no sombreamento natural proporcionado pelas árvores próximas ao sistema. O módulo ES1 apresentou uma anomalia na tensão durante cerca de 5 min, que também afetou os outros módulos do painel. Atribui-se este fato a um sombreamento mais intenso que fez o mesmo operar com uma tensão reversa de, aproximadamente 2V.

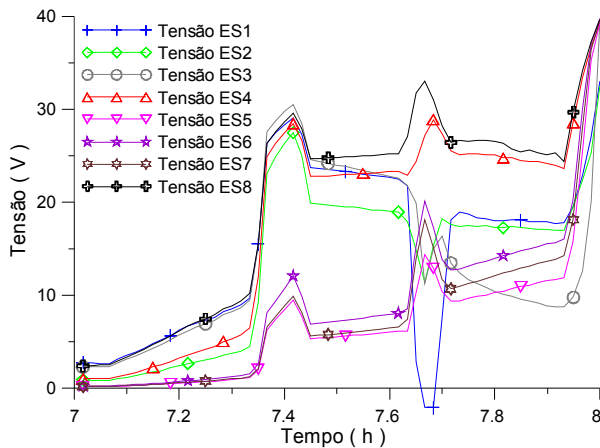


Figura 5a: Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 7h e 8h, de um dia ensolarado.

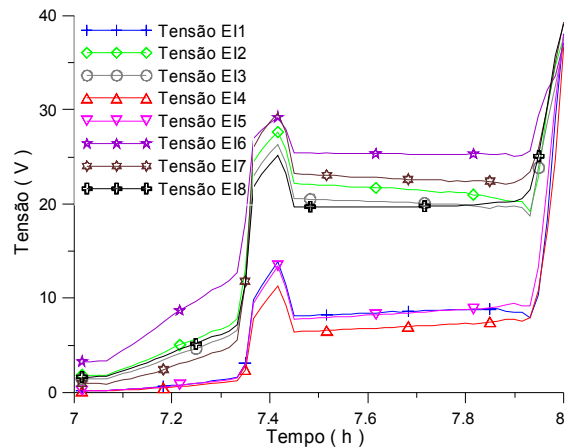


Figura 5b: Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 7h e 8h, de um dia ensolarado.

O comportamento da tensão de cada módulo dos painéis, superior e inferior, entre 8h e 17h, é mostrado na figura 6. Verifica-se que a tensão do módulo ES1, que tem uma célula sombreada, e a tensão do módulo ES2, que tem duas células sombreadas, porém do conjunto correspondente ao mesmo diodo de *bypass*, apresentam valores 1/3 menores que os módulos não sombreados. A tensão do módulo ES3, que tem três células sombreadas, duas células de um diodo e uma célula protegida por um segundo diodo de *bypass*, apresenta valores 2/3 menores em relação aos valores de tensão dos módulos sem sombreamento. Esta situação está de acordo com o previsto, considerando que no caso dos módulos ES1 e ES2, os diodos de *bypass* eliminaram 24 células enquanto que no módulo ES3, os diodos excluíram 48 células. Percebe-se que o sombreamento

natural não tem mais efeito sobre o painel superior, ao contrário do painel inferior onde a tensão dos módulos sofre o efeito do sombreamento das árvores por mais tempo. Além disso, a tensão dos módulos diminui nos horários em que a temperatura dos módulos é maior, conforme o previsto. Por fim, as tensões dos módulos inferiores são menores quando comparadas com as tensões dos módulos superiores. Isto se justifica pela diferença de temperatura entre os dois painéis, superior e inferior, uma vez que os módulos superiores têm uma transferência de calor maior devido à convecção e conseqüentemente uma temperatura menor.

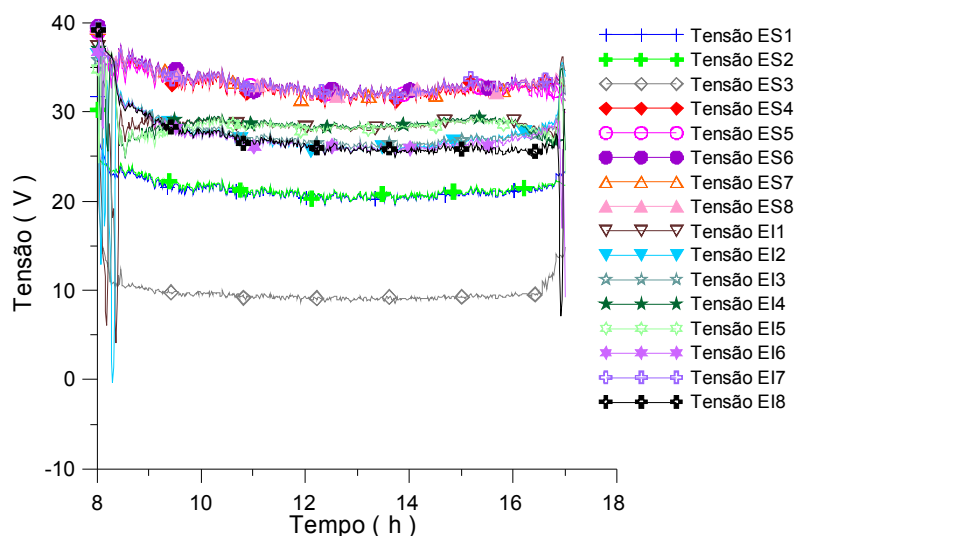


Figura 6: Comportamento da tensão dos módulos do subsistema, entre 8h e 17h, de um dia ensolarado.

No entardecer, quando a tensão do sistema diminui e atinge valor inferior à 140V o inversor desconecta-se da rede e a tensão cresce novamente devido à condição de circuito aberto dos módulos. Isto explica o pico de tensão dos módulos por volta de 17,5h, nas figuras 7a e 7b. A figura 7a mostra o comportamento da tensão de cada módulo do painel superior (ES), entre 17h e 18h. Nota-se que os módulos ES5, ES6 e ES7 apresentam uma tensão inferior em relação aos demais, entre 17,2h e 17,6h devido um sombreamento natural por parte das árvores próximas ao laboratório. A figura 7b ilustra o comportamento da tensão de cada módulo do painel inferior (EI), entre 17h e 18h. Verifica-se que os módulos EI1, EI4 e EI5 apresentam menores valores de tensão em relação aos demais devido ao sombreamento natural enquanto que os módulos EI2, EI3, EI6, EI7 e EI8 apresentam maiores tensões, mas com um perfil similar.

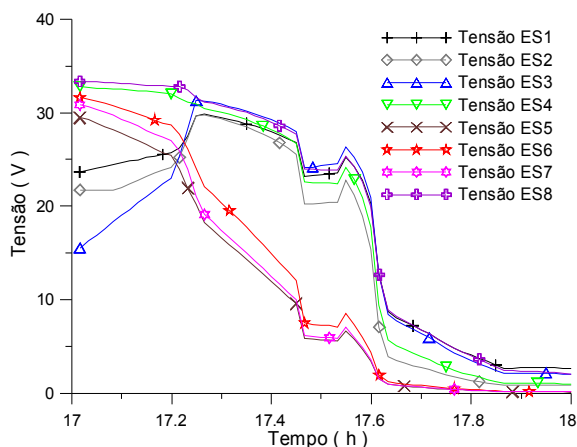


Figura 7a: Comportamento da tensão dos módulos superiores, entre 17h e 18h, de um dia ensolarado.

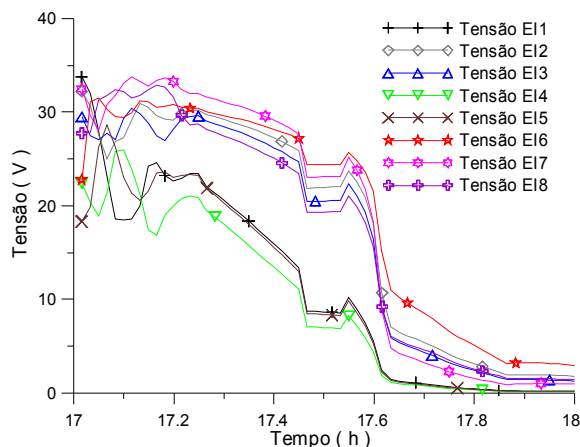


Figura 7b: Comportamento da tensão dos módulos inferiores, entre 17h e 18h, de um dia ensolarado.

O comportamento da tensão e da corrente de cada painel, entre 6h e 18h, é ilustrado na figura 8. Verifica-se que a tensão de cada painel apresenta concordância. Este fato se deve à proteção do diodo de bloqueio que impede que os painéis tenham diferentes tensões que ocasionariam problemas que foram citados anteriormente. Apesar dessa concordância, o sistema tem perda de energia porque a tensão de operação é a do painel que estava com sombreamento artificial. No amanhecer, entre 6h e 8h, podemos verificar dois picos de tensão devido à condição de circuito aberto dos módulos e conexão do inversor à rede. No entardecer, podemos perceber uma situação similar. Como discutido anteriormente, o diodo de *bypass* impede que uma célula sombreada se comporte como carga. No entanto a corrente do painel sombreado (ES) é afetada sendo menor que a corrente do painel sem sombreamento artificial (EI), exceto no amanhecer e no entardecer, como pode ser verificado a partir dos dados obtidos. A irradiância é medida por duas células de referências que estão localizadas, uma no painel superior e outra no inferior. Ao longo do dia, as irradiâncias medidas pelas células são bastante similares, com exceção do amanhecer e



entardecer, onde a irradiância na célula superior é maior que a irradiância medida pela célula de referência inferior. A diferença na irradiância entre as células chega a ser da ordem de 200% em alguns instantes no amanhecer e entardecer enquanto durante o dia essa variação é inferior a 2%. Como a corrente elétrica varia linearmente com a irradiância, isto explica porque nos primeiros e últimos instantes do dia, a corrente elétrica do painel superior é maior que a corrente do painel inferior.

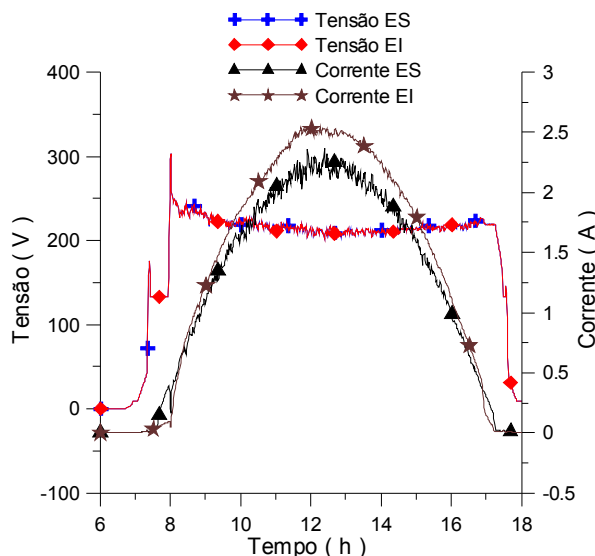


Figura 8: Comportamento da tensão e corrente elétrica de cada painel ao longo de um dia ensolarado.

A figura 9a mostra a variação da potência elétrica dos painéis, superior e inferior como função da irradiância ao longo do dia. Verifica-se que a potência do painel superior, que tem módulos sombreados é inferior à potência do painel inferior, exceto para valores baixos de irradiância, entre  $0 \text{ W/m}^2$  e  $200 \text{ W/m}^2$ , no amanhecer e entardecer, onde a potência do painel superior é maior devido a diferença de irradiância entre os painéis, superior e inferior. A figura 9b ilustra a variação da potência elétrica dos módulos ES1, ES3 e ES6 do painel superior em função da irradiância. Os dois primeiros foram escolhidos por estarem sombreados e o último por ser o módulo de maior desempenho.

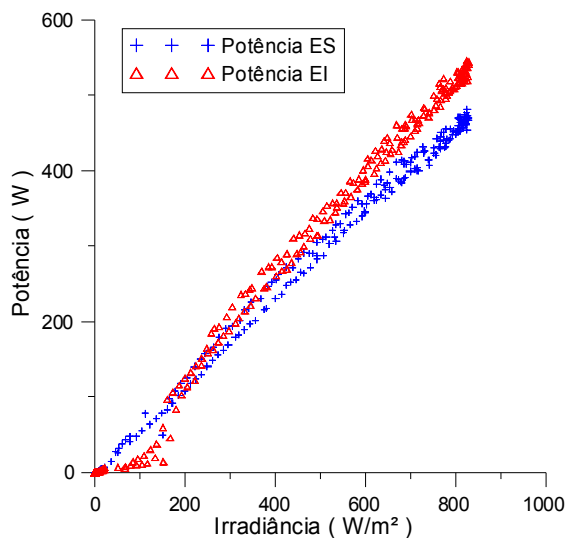


Figura 9a: Variação da potência de cada painel em função da irradiância, para um dia ensolarado.

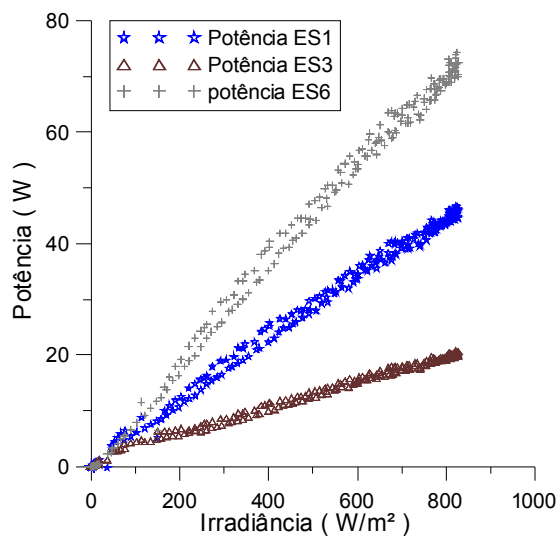


Figura 9b: Variação da potência dos módulos ES1, ES2 e ES6 em função da irradiância, para um dia ensolarado.

Resultados similares foram obtidos para um dia nublado com a condição de sombreamento. Em seguida o sombreamento artificial foi retirado, e novamente realizada uma aquisição de dados em dois dias diferentes, ensolarado e nublado. Os módulos que estavam sombreados voltaram a ter desempenho semelhante aos demais. No entanto, foram verificados os mesmos efeitos, devido o sombreamento natural no amanhecer e entardecer.

## ANÁLISE ENERGÉTICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A partir dos dados obtidos é possível o cálculo da energia elétrica gerada por cada módulo do subsistema ao longo dos dias, ensolarado e nublado, com e sem a condição de sombreamento. Verifica-se que para o dia ensolarado e com módulos

sombreados a geração de energia foi de 3,08 kWh no painel superior (ES) e de 3,44 kWh no painel inferior. Uma diferença energética, da ordem, de 10,5%. Individualmente, os módulos ES1 e ES2 tiveram uma diferença de energia gerada de, respectivamente, 36% e 35% em relação ao módulo de maior desempenho. Para o módulo ES3 a diferença foi de 71%. Para os demais módulos do painel superior (ES) a diferença variou entre 0,5 e 1,3%, porém, para os módulos do painel inferior (EI) a diferença de performance foi maior, variando entre 3,2 e 22,4%. Essa diferença de performance entre os módulos superiores e inferiores se deve à maior temperatura de operação dos módulos do painel inferior.

Para o dia nublado com módulos sombreados, a geração de energia dos painéis, superior e inferior foi de, respectivamente, 0,62 kWh e 0,70 kWh. Portanto uma diferença energética, da ordem de 11%. Individualmente, os módulos ES1, ES2 e ES3, tiveram uma diferença de desempenho em relação ao melhor módulo de, respectivamente, 33,3%, 33,8% e 62,1%. Entre os demais módulos superiores, a diferença variou entre, 1,5% e 7,8% enquanto que entre os módulos inferiores a diferença de performance ficou entre, 3,7% e 13,4%. A menor diferença de desempenho entre os módulos superiores e inferiores se deve a uma menor temperatura de operação dos módulos. A tabela 1 compara a energia elétrica gerada e o desempenho de cada módulo nos dias escolhidos e com a condição de sombreadamento.

Módulo	Sombreado Ensolarado 20/07/2006		Sombreado Nublado 23/07/2006	
	Energia ( kWh )	Desempenho ( % )	Energia ( kWh )	Desempenho ( % )
ES1	0,300	36,295	0,064	33,307
ES2	0,302	35,893	0,063	33,815
ES3	0,135	71,214	0,036	62,193
ES4	0,465	1,381	0,094	1,545
ES5	0,465	1,295	0,088	7,813
ES6	0,471	0,000	0,092	3,235
ES7	0,469	0,515	0,090	5,546
ES8	0,469	0,539	0,096	0,000
EI1	0,452	4,014	0,085	11,325
EI2	0,427	9,325	0,090	5,798
EI3	0,433	8,080	0,089	6,421
EI4	0,456	3,299	0,083	13,429
EI5	0,453	3,912	0,085	10,666
EI6	0,427	9,409	0,092	3,785
EI7	0,365	22,450	0,089	6,883
EI8	0,424	10,005	0,088	8,027

*Tabela 1: Energia elétrica gerada e comparação do desempenho de cada módulo em relação ao melhor módulo.*

Para o dia ensolarado e sem a condição de sombreadamento, a geração de energia dos painéis, superior e inferior, foi de, respectivamente, 3,65 kWh e 3,58 kWh com uma diferença de performance de 1,9% que comprova que o painel superior tem uma geração de energia elétrica um pouco maior em relação ao painel inferior. Entre os módulos superiores a diferença de performance variou entre, 0,8% e 2,4% em relação ao módulo de melhor desempenho, enquanto, para os módulos inferiores a diferença variou entre, 1,3% e 5,2%. Para o dia nublado e sem situação de sombreadamento, a diferença de performance entre os painéis, superior e inferior foi de 2,4%, enquanto que individualmente, os módulos superiores tiveram uma diferença de performance entre, 0,12% e 4,36% e os módulos inferiores entre, 2,6% e 5%. A tabela 2 mostra os resultados.

Módulo	Não Sombreado Ensolarado 07/08/2006		Não Sombreado Nublado 03/08/2006	
	Energia ( kWh )	Desempenho ( % )	Energia ( kWh )	Desempenho ( % )
ES1	0,454	1,876	0,313	1,133
ES2	0,4564	1,569	0,314	0,658
ES3	0,455	1,814	0,316	0,000
ES4	0,452	2,444	0,312	1,519
ES5	0,452	2,290	0,303	4,369
ES6	0,463	0,000	0,315	0,399
ES7	0,459	0,805	0,310	1,940
ES8	0,456	1,552	0,316	0,127
EI1	0,455	1,712	0,308	2,789
EI2	0,442	4,576	0,303	4,122
EI3	0,444	4,074	0,304	3,948
EI4	0,455	1,654	0,306	3,157
EI5	0,457	1,387	0,308	2,673
EI6	0,439	5,263	0,301	4,709
EI7	0,447	3,382	0,308	2,753
EI8	0,440	5,052	0,300	5,021

*Tabela 2: Energia elétrica gerada e comparação do desempenho de cada módulo em relação ao melhor módulo.*

## CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta um estudo do efeito do sombreamento, natural e artificial, de células de módulos fotovoltaicos de um dos subsistemas de uma instalação conectada à rede elétrica. Foram observados os comportamentos das tensões individuais dos módulos e das correntes elétricas de dois painéis que compõe o subsistema, ao longo de diferentes dias, ensolarado e nublado. O estudo também contemplou o impacto do sombreamento na geração de energia elétrica do subsistema. Verificou-se que os módulos sombreados artificialmente apresentam valores bem inferiores de tensão ao longo dos dias conforme o número de células na sombra e principalmente como estão conectados os diodos de *bypass* reduzindo a potência do sistema. A corrente do painel sombreado também é afetada, apresentando perdas energéticas. Os diodos de *bypass* e de bloqueio protegem o sistema de danos causados pelo superaquecimento de células sombreadas e reduzem, mas não impedem a perda de energia no sistema. Módulos que tiveram uma ou mais células sombreadas, porém pertencentes ao mesmo diodo de *bypass* apresentam perdas de energia da ordem de 35% enquanto que quando o sombreamento ocorre em células de diferentes diodos de *bypass* as perdas são da ordem de 70%.

## AGRADECIMENTOS

O trabalho contou com o apoio da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), ELETROBRÁS, CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior).

## REFERENCIAS

- Bhattacharya, G., et al, 1991. Removal of the Hot Spot Problem in Photovoltaic Modules and Arrays. *Sol Cells*, 31, 1-12.
- Chamberlin, C. E., et al, 1995. Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 54, 165-171.
- Dias, J. B., 2006, Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para Otimização do Fator de Dimensionamento. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil.
- González, C. C., 1986. Photovoltaic Array Loss Mechanisms. *Sol Cells*, 18, 373-382.
- Hecktheuer, L. A., 2001, Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil.
- Hecktheuer, L.A., Krenzinger, A., Prieb, C.W.M., 2002. Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis, *Journal of The Brazilian Society of Mechanical Sciences*, 24: 26 – 31.
- Krenzinger, A., Dias, J. B., Prieb, C. W. M., 2004, Sistema Fotovoltaico Conectado à rede o Sul do Brasil, XII Congresso Ibérico y VII Congresso Iberoamericano de Energia Solar, Vigo, Espanha. 1019-1024.
- Rampinelli, G. A., Dias, J. B., Krenzinger, A., 2006. Análise da Distribuição de Tensões em uma Associação de Módulos de um Sistema Conectado à Rede. V Congresso de Ar Condicionado, Refrigeração, Aquecimento e Ventilação do Mercosul, MERCOFRIO.
- Schmid, R., et al, 1998. New Protection Principle Against Hot Spots in Crystalline Silicon Cell Modules for Implementing in Module-integrated Inverters. 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Viena, Áustria, 1906-1911.

## ABSTRACT

This work presents an analysis of the cell shadowing effect in a association of photovoltaic modules in one of the subsystems of a grid-connected photovoltaic plant 4800 W<sub>p</sub>, which uses 100 W<sub>p</sub> modules with mono-crystalline silicon cells and inverters rated to 1000 W<sub>p</sub> output. This plant was divided into three sub-systems where the installed power of each sub-system is different. The analysis is restricted to the effect in subsystem 1 when cells are shadowed. Different days under varied conditions of shadow had been chosen. The method and the analysis of the obtained results are presented. It was verified that the modules shadowed artificially present inferior values of voltage in relation to the modules that had not been shadowed in agreement with the number of shadowed cells and mainly as the diodes of bypass are connected. The current of the string shadowed also is affected and consequently the power of the subsystem.

**Keywords:** solar energy, photovoltaic system, conversion energy.